Comité de Estudio C1 - Desarrollo de Sistemas y Economía

ESTRATEGIAS DE OFERTA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO EN UN MERCADO REGIONAL: ANÁLISIS DE LA BIBLIOGRAFÍA

A.F. PORRAS* **O. AÑÓ**
Instituto de Energía Eléctrica
UNSJ-CONICET
Argentina

Resumen: *En este trabajo se muestra una revisión de los métodos empleados en las estrategias de ofertas de los sistemas eléctricos desde la perspectiva de un mercado regional y una síntesis de los avances y propuestas más recientes en este tema, publicados en la literatura internacional.*

Para el efecto, se hace una introducción del problema con una breve descripción de los intercambios regionales actuales cuyos sistemas eléctricos disponen de diferente normativa, resaltando las prácticas vigentes de las estrategias de ofertas de los sistemas en mercados regionales. Luego de lo cual, a fin de organizar y resumir de una forma novedosa el análisis de las metodologías empleadas en las estrategias de ofertas, se establecen criterios de comparación y formas de clasificación de estas prácticas ante mercados regionales, como es el caso del Mercado Eléctrico de Norteamérica, el Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica, la Comunidad Andina de Naciones, el Mercado Común del Sur, el Mercado Interior de Electricidad de Europa y el Mercado Nacional Australiano; mostrándose algunos aspectos relevantes relacionados con el tema.

Para finalizar, se muestra una clasificación de metodologías y propuestas existentes. Con los criterios aplicados es posible clasificar las investigaciones y propuestas de enfoques metodológicos de las estrategias de ofertas a aplicar en el contexto de la creciente tendencia a la integración regional de los mercados.

Palabras clave: Mercado regional, precios de ofertas, estrategia de ofertas.

1. INTRODUCCIÓN

Los intercambios de energía eléctrica entre naciones se han posicionado en una situación de interdependencia debido a que aumentan los beneficios económicos como consecuencia de la mejora de confiabilidad, la reducción de interrupciones de la demanda eléctrica, preservación del capital, eficiencia y diversidad (complementariedad) de la utilización de los recursos energéticos. Sin embargo, las características intrínsecas de cada sistema y el comportamiento estratégico de algunos agentes pueden provocar que los beneficios de las interconexiones sean menores a los esperados.

En este sentido, básicamente el comportamiento estratégico puede darse ante dos situaciones, poder de mercado y colusión. El poder de mercado implica acciones individuales de ciertos agentes que buscan maximizar sus beneficios en un determinado sistema. Tales beneficios podrían acrecentarse cuando ese sistema se comporte como exportador en un mercado regional; es decir, el poder de mercado pasaría de un dominio local por uno regional. En cambio la colusión involucra acciones cooperativas de agentes que interactúan de forma repetitiva en un contexto dinámico a fin de maximizar sus beneficios.

Para emitir un análisis del comportamiento de agentes, la literatura especializada recomienda emplear la teoría de juegos, cuyos modelos convencionales permiten usar precios (*Bertrand*) como variables estratégicas y ofertar acorde capacidades máximas, así como también admiten considerar la producción (*Cournot*) como una táctica para afectar el precio del mercado. Otro modelo de equilibrio, denominado *Stackelberg*, es cuando un jugador dominante (denominado líder) maximiza su beneficio anticipando la respuesta del resto de jugadores (llamado seguidor). Al mismo tiempo, dada la estrategia del líder, todos los

* fporras@iee.unsj.edu.ar

seguidores compiten con otros de una manera no cooperativa. Cabe indicar que, como variantes del modelo de Cournot, se dispone de *variación conjetural (CSF)*, en donde cada productor selecciona su nivel de producción bajo la premisa que su oferta afecta el precio del mercado así como también en el nivel de producción de sus rivales; y de f*unciones de oferta (SFE)*, a través de las cuales los participantes presentan sus ofertas tanto en precio como en cantidad, derivando un modelo que es difícil de calcular para sistemas eléctricos de gran tamaño. Es así que, ante demanda máxima, cuando la generación bordea su capacidad máxima, los resultados de las *SFE* son similares a los proporcionados por el modelo de Cournot, mientras que en demanda media y mínima, cuando la oferta es significativamente superior a la demanda, se asemeja al modelo de Bertrand.

Otra alternativa para evaluar el comportamiento estratégico es a través de modelos simulativos, los cuales permiten representar la dinámica de las estrategias de decisión de los agentes mediantes reglas secuenciales y residen en la flexibilidad que provee su implementación a casi cualquier tipo de comportamiento estratégico. Entre estos modelos están aquellos que dentro de su formulación consideran los modelos de equilibrio y otros que se fundamentan en la teoría del aprendizaje; es decir, los modelos basados en agentes.

Con base a lo expuesto, el propósito del presente documento es emitir un estudio de la literatura de los diferentes tipos de juegos que permiten modelar el comportamiento estratégico desde la perspectiva de las interconexiones, intentando enmarcar la situación de los mercados regionales.

La organización de este documento es la siguiente. En esta primera sección se da una introducción general respecto de modelos del comportamiento estratégico. En la segunda sección se expone el estudio de la literatura y en la tercera y cuarta sección se presenta la clasificación de las metodologías según los criterios adoptados. Se finaliza con una quinta sección, plasmando las conclusiones de la presente investigación.

2. ESTUDIO DE LA LITERATURA

Desde una perspectiva general, las interconexiones eléctricas entre naciones han permitido el aprovechamiento adecuado de los recursos de producción eléctrica, para lo cual, con creciente interés desde la década de los 90s, se han estableciendo acuerdos u otros instrumentos regulatorios, sean éstos bilaterales o regionales, impulsando transacciones de energía justas y eficientes. En este contexto resulta de interés de las partes comercializar tanto energía como reserva, ya sea mediante un proceso de cierre de mercado coordinado o centralizado. Tanto el precio de oferta como los volúmenes transados son los principales motivadores del incremento de este tipo de transacciones, siendo la armonización de regulaciones nacionales un elemento fundamental para generar las condiciones normativas que den previsibilidad de largo plazo al mercado regional. Los mercados de capacidad entre naciones se encuentran en un proceso de investigación y análisis, por lo cual este tipo comercial no es considerado en el presente documento.

2.1. Mercado regional

Para ilustrar algunas de las prácticas actuales de las estrategias de oferta con una visión regional se consideran interconexiones de mercados cuyos modelos son relevantes y ofrecen suficiente información.

2.1.1. Mercado Eléctrico de Norteamérica

Los intercambios de energía eléctrica en Norteamérica se producen entre Canadá (CA), Estados Unidos (EEUU) y México (MX). Estas transacciones se basan en la normativa de cada país; es decir, en CA mediante la NEB[1] las exportaciones de energía eléctrica se regulan de acuerdo al interés público, en EEUU a través del DOE[2] se regula el comercio internacional de electricidad, teniendo jurisdicción en la construcción de líneas de interconexión y en la exportación de energía eléctrica; y, en MX la CRE[3] reglamenta la importación y exportación de energía eléctrica. No obstante, en [1] se expone que esta normativa presenta diferencias en la estructura de estos mercados, limitando su compatibilidad.

En la

Tabla A- I se exponen los enlaces más relevantes entre CA y EEUU [2], síntesis extraída de [3-11]. Las transacciones se derivan de acuerdos bilaterales (AB) a largo plazo de energía firme y no firme; mientras que en el corto plazo las transacciones son del día anterior (DA, day ahead), de oportunidad (*spot*) y de tiempo real (RT, real time) [12], resaltando que los intercambios también participan en los mercados de energía y reserva. Como dato adicional, las provincias de CA y estados de EEUU mantienen una actividad comercial interna, en donde se conjugan diversas estructuras de mercados. Por otro lado, sobre la de base de reportes estadísticos de la NEB, en donde se indica que CA es exportador neto de energía debido a sus bajos costos de

[1] National Energy Board, https://www.neb-one.gc.ca/
[2] Department of Energy, http://www.energy.gov
[3] Comisión de la Regulación de la Energía, http://www.cre.gob.mx

producción, se presenta el siguiente análisis respecto de las acciones que cada región canadiense lleva a cabo para comercializar sus excedentes de producción.

British Columbia, Manitoba y Québec disponen de abundantes recursos hidroeléctricos, son de propiedad pública y tienen una orientación dinámica ante la exportación. British Columbia coloca sus excedentes de producción con sus socios comerciales; en donde el precio aumenta si los beneficiarios enfrentan escasez y decae si la demanda en la región es baja y la oferta disponible es abundante [13, 14]. Manitoba si no contara con socios comerciales debería verter sus excedentes de producción hidroeléctrica; sin embargo, aunque en menor escala, también importa energía desde EEUU para enfrentar épocas de extrema sequía e incrementar el excedente de la demanda [6]. Alberta, Ontario y New Brunswick cuentan con una estructura de mercado competitiva, enfrentándose a altos precios y a grandes desafíos de inversión. Alberta modifica la ATC de las interconexiones a efectos de no depender de ciertos productores regionales [15]. Ontario importa energía y reserva cuando el precio es bajo y exporta solo energía cuando dispone de excedentes, señalando que sin la capacidad de exportar los generadores perderían ingresos relevantes, los cuales ayudan a recuperar algunos costos de mantenimiento y a mantener la confiabilidad de su sistema [16]. En cambio, Saskatchewan -SK- se caracteriza por ser de estructura vertical con alta dependencia de combustibles fósiles, lo cual conduce a altos precios. Debido a estas limitaciones internas del sistema, SK es interdependiente de Manitoba y North Dakota, condición que promueve la importación de energía cuando enfrenta alta demanda, así como también a tomar ventaja de las oportunidades del mercado regional; para lo cual, compite con otros agentes participantes en las interconexiones [17, 18].

Por otra parte, en la Tabla A- II se muestra las interconexiones que EEUU tiene con MX cuyos enlaces son para el intercambio de energía y condiciones de emergencia [19]. Este comercio es mediante contratos de largo plazo, incluyendo transacciones de oportunidad en el corto plazo. Bajo este esquema, y de acuerdo a los datos estadísticos de la Secretaría de Energía de México, en donde se indica que MX es importador neto, la exportación de EEUU radica en controlar la venta de energía, ya sea mediante la cantidad y/o el precio, programando adecuadamente su generación eléctrica y sistema de transmisión de tal manera de no poner en riesgo su abastecimiento interno y cumpliendo con los estándares y criterios de confiabilidad adoptados [19, 20]. En tanto al sur de México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) Peninsular está interconectado con Belice y CFE Oriental con Guatemala. Belice importa energía con base a un contrato de capacidad firme por 25 MW, cuyo enlace CFE Peninsular-Belice es a 115 kV con una capacidad de hasta 40 MW y opera de manera permanente. La interconexión CFE Peninsular-Guatemala es a 400 kV y permite exportar desde México 120 MW de potencia firme debido a que CFE dispone de excedentes, resaltando que el acuerdo también permite importar energía cuando la CFE enfrente contingencias [19, 21].

2.1.2. Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica

Con base a un tratado marco[4], el mercado eléctrico de Centroamérica cuenta con un mayor grado de compatibilización de acuerdos técnicos y comerciales para determinar los intercambios de energía eléctrica entre diferentes sistemas, los cuales originan un mercado superpuesto con una regulación regional propia e independiente de sus regulaciones internas. El Mercado Eléctrico Regional (MER) dispone de una interconexión entre Guatemala-Honduras y Guatemala-El Salvador-Nicaragua-Costa Rica-Panamá cuyo vínculo es a 230 kV con una capacidad de transferencia de 300 MW. Las transacciones de los intercambios se basan en un despacho regional coordinado con los despachos económicos nacionales, así como también considera acuerdos de compra y venta de energía entre los agentes del mercado por medio de contratos de corto y largo plazo [22]. Previo a la colocación de las ofertas, cada sistema debe realizar el pre-despacho (UC, unit commitment) con un día de antelación y de manera aislada (sin interconexiones).

2.1.3. Comercio transfronterizo de Suramérica

Por un lado, la Comunidad Andina de Naciones (CAN), conformada por Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú, ha orientado el desarrollo normativo de la interconexión eléctrica de sus países miembros, aprobando en 2002 la Decisión 536 "Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad", la cual fundamenta el marco jurídico para el desarrollo de la integración eléctrica. Por otro lado, el Mercado Común del Sur (Argentina, Brasil, Paraguay, Uruguay, Venezuela y Bolivia) a través de la Resolución GMC No. 57/93 constituye las directrices para la cooperación energética, incluyendo la electricidad. Sin embargo, diferencias en la normativa de cada país y su configuración administrativa limitan la armonización de las estructuras regulatorias.

[4] Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito el 30 de diciembre de 1996 por parte de los Presidentes de los seis países de América Central.

En Suramérica el comercio transfronterizo ha resultado de acuerdos bilaterales sobre precios y volumen, realizado por los operadores de los sistemas eléctricos. En la Tabla A- III se presenta un resumen de los intercambios entre los países, de los cuales se resalta el tipo de interconexión y transacción, misma que considera los siguientes modelos bilaterales: contrato con garantía de suministro firme de potencia (CFP) y con opción a energía (CFP-E), transacciones de oportunidad con reparto igualitario de beneficios (Spot-RIR), venta al costo más un margen de ganancia (Spot-VCMG) y despacho económico coordinado (Spot-DEC).
Por un lado, Ecuador y Colombia realizan las transacciones de forma coordinada entre los operadores de los sistemas. Para el efecto, presentan una curva de oferta valorando cada bloque de energía por su costo marginal de producción o precio en el nodo frontera más los cargos asociados con la venta de energía. Mediante comparación de precios se determina el flujo de la transacción, calculando la cantidad de energía a importar como resultado del despacho económico de los recursos de generación del país comprador. Por otra parte, Ecuador y Perú disponen de transacciones esporádicas y obedecen a intercambios de emergencia o mantenimientos de instalaciones en la zona de frontera. Los intercambios se realizan vía contratos que especifican la cantidad y precio de la energía.
Conforme los tratados vigentes de Uruguay-Argentina, Uruguay vende todos los excedentes de la energía hidroeléctrica de Salto Grande al precio spot de Argentina. El despacho de ambos países es coordinado diariamente y se administran contratos de importación/exportación de energía térmica como así también importaciones/exportaciones de oportunidad. En cambio, Argentina y Paraguay se vinculan mediante la central hidroeléctrica binacional Yacyretá, la cual cuenta con una capacidad instalada de 3200 MW. La capacidad limitada del sistema de transmisión de Paraguay permite aprovechar de Yacyretá hasta 480 MW, cuyos excedentes, en función de los tratados existentes, son colocados a la Argentina a un precio preestablecido que periódicamente es negociado.
Los intercambios de Brasil y Argentina se rigen por un convenio específico de importación/exportación. Este convenio prevé la existencia, despacho y administración de contratos firmes y transacciones de oportunidad de exportación/importación entre los agentes de los mercados eléctricos de ambos países. También se ha acordado realizar intercambios físicos de energía con devolución donde no se concretan las liquidaciones económicas de los intercambios, sino que la energía es devuelta por el país importador en otro periodo. En este esquema, Brasil exporta sus excedentes en épocas lluviosas e importa en épocas secas.
Las transacciones de Brasil y Uruguay incluyen intercambios de oportunidad y provisión de energía en situaciones de emergencia.

2.1.4. Mercado Interior de Electricidad de Europa

Fundamentado sobre recomendaciones derivadas de las Reuniones del Foro de Florencia, la Unión Europea (UE) emitió la Regulación Nro1228/2003 sobre las condiciones para el acceso a las redes del comercio transfronterizo (interconexiones). Dicha regulación fue derogada por la Nro. 714/2009 cuyo objeto es establecer normas equitativas para el comercio transfronterizo, impulsando la competencia en el mercado interior de electricidad y considerando características particulares de los mercados nacionales y regionales [23]. En este sentido, la armonización de reglas de la UE es la piedra angular que fomenta un mercado competitivo supranacional, siendo los actores de este comercio la oferta y demanda de cualquier país. Su despacho de electricidad se basa en bolsas de energía, viabilizando los intercambios internacionales mediante dos métodos de gestión de congestión: *subastas explícitas* (no emplean el mercado y asignan administrativamente la capacidad de interconexión entre los agentes que desean emplearla) e *implícitas* (emplean el mercado y no separan la transacción de energía de la utilización de la capacidad de interconexión). Variantes de subastas explícitas son: primero en llegar-primero en ser servido, orden de prioridad, prorrateo, ordenamiento de acuerdo a las ofertas del mercado, contribuciones relativas de los flujos de potencia y subastas del enlace internacional. Mientras que variantes de subastas implícitas son: acoplamiento de mercado, división de mercado, intercambios compensatorios o redespachos y flujo óptimo de potencia descentralizado [24]. En [25] se pueden apreciar el empleo de este tipo de subastas.
Bajo la perspectiva de formar un único mercado regional[5], como un paso intermedio se han agrupado los siguientes mercados regionales: *MIBEL*[6] (España y Portugal), *Centro-Sur* (Francia, Italia, Grecia, Eslovenia Austria y Alemania), *Centro-Oeste* (Francia, Alemania, Holanda, Bélgica y Luxemburgo), *Centro-Este* (Austria, República Checa, Alemania, Hungría, Polonia, Eslovaquia y Eslovenia), *Nord Pool* (Suecia, Finlandia, Noruega, Dinamarca, Estonia, Letonia y Lituania) y *Francia-Reino Unido-Irlanda*. Las

[5] http://www.energy-community.org/
[6] Mercado Ibérico de Electricidad

transacciones son físicas (DA, Spot y RT, el cual es conocido en Europa como balancing market) y financieras (mercado a plazo), resaltando que DA y Spot son administradas por bolsas de energía, mientras que RT y los mercados a plazo están a cargo de los operadores del sistema de transmisión [26]. Los intercambios internacionales tornan en un mercado de acoplamiento ya que limitan el ejercicio de poder de mercado de generadores situadas en áreas congestionadas; sin embargo, la evaluación global de las subastas implícitas debe considerar la retroalimentación de las estrategias nacionales de oferta generadas por el comercio transfronterizo ya que los precios de equilibrio locales juegan un doble rol cuando la interconexión está congestionada: por un lado equilibra los mercados nacionales y, por otra parte, determina el valor de la capacidad escasa. Por tanto, se debe esperar que cambios en la demanda en distintos países, provocados por el comercio transfronterizo, influyen en las estrategias nacionales de oferta y/o aumentan o reducen las distorsiones entre las ofertas y los costos reales de generación en cada mercado local [25, 26].

2.1.5. Mercado Nacional Australiano

Sobre la base de la Ley de Electricidad Nacional (NEL), en 1998 el Mercado de Electricidad Nacional (NEM) pone en marcha su actividad comercial. Este mercado, de carácter regional, es administrado por Australian Energy Market Operator (AEMO[7]); en donde productores comercializan energía eléctrica en el este y sur de Australia a través de interconexiones eléctricas de limitada capacidad. Para la implementación del NEM, la NEL promovió el Código Nacional de Electricidad, el cual establece condiciones para la operación del mercado spot y administración de las interconexiones, así como también define los términos de acceso a la red de transporte y distribución. Desde una perspectiva regional, la gestión del AEMO incluye el mantenimiento de los requisitos de reserva, la coordinación del despacho de generación y la determinación del precio spot y liquidación financiera del mercado. El comercio inter-regional comprende cinco regiones eléctricas, en donde cada una dispone de un nodo de referencia a fin de establecer el precio spot por región [27, 28]. En la Tabla A- IV se presenta los vínculos que fomenta la actividad comercial entre las regiones de: Queensland, Nueva Gales del Sur, Victoria, South Australia y Tasmania, la cuales obedecen a sus propios centros de consumo y oferta [29].

Mediante transacciones de oportunidad y a través de un despacho centralizado-coordinado el AEMO establece un conjunto de productores, respetando las restricciones técnicas de líneas y generadores, para abastecer la demanda eléctrica regional a un determinado precio spot, el cual obedece al mercado de energía; es decir, omite mercados de capacidad. Una característica de este despacho es que el precio spot está acotado por un precio máximo (para fomentar la suficiente capacidad de generación a fin de mantener el estándar de confiabilidad, lo que implica que la ENS no exceda el 0,002% de la energía total de un año.) y uno mínimo (cuando los generadores operan a un nivel mínimo ante baja demanda) [28, 29]. Por otro lado, la oferta y la demanda también pueden celebrar contratos bilaterales como una medida de cobertura de riesgo debido a la volatilidad del precio spot. Al ser el NEM un mercado de naturaleza competitiva, los generadores tienen la libertad de ofertar según sus intereses, pese a que el precio spot está restringido por límites. También se produce la aparición de precios picos ocasionales debido a la variabilidad de fuentes de energía, retención de capacidad de ciertos productores en demanda máxima, sumándose la limitada capacidad de importación/exportación entre regiones [27].

2.2. Metodologías propuestas

Uno de los primeros trabajos alusivo al comportamiento estratégico de sistemas se plasma en [30], en donde se analizan estructuras de mercado y estrategias de diferentes continentes, omitiendo el efecto que conlleva las interconexiones entre naciones. Si bien existe limitada información sobre el análisis del comportamiento estratégico de sistemas eléctricos (o áreas) en un contexto regional (por ejemplo [31]), en la literatura especializada se detallan algunos estudios respecto a estrategias de oferta de compañías de generación (GENCO[8]). Las más simples y antiguas se originan de acuerdo a datos históricos; es decir, las GENCOs pronostican el precio de equilibrio del mercado y establecen ofertas a un precio ligeramente menor al pronosticado [32]. Por otro lado, basándose en análisis de probabilidad o lógica difusa las GENCOs estiman el comportamiento de oferta de sus rivales y definen una estrategia para maximizar sus beneficios, derivados de ese comportamiento pronosticado [33]. En la actualidad, métodos más avanzados han sido desarrollados, resaltando la relevancia de la red de transporte y la consideración de incertidumbres en los modelos de estrategia de las GENCOs de acuerdo a la teoría de juegos y modelos de simulación. La teoría de juegos analiza la interacción de la toma de decisiones estratégicas en donde los agentes determinan las estrategias

[7] http://www.aemo.com.au/

[8] GENCO.- Son compañías de producción de energía eléctrica cuyo rol es la operación y mantenimiento de las centrales de generación.

que maximizan sus beneficios, dadas las estrategias o anticipándose a las reacciones que los otros agentes pueden elegir [33]. Desde la perspectiva de la comunicación y coordinación entre jugadores para fijar el precio y/o cantidad y, consecuentemente, maximizar sus beneficios están los juegos cooperativos, los cuales en un ambiente competitivo son ilegales; sin embargo, en [34] se demuestra la presencia de colusión implícita (tácita), siendo ésta difícil de detectar y cuantificar debido a la ausencia de contactos o acuerdos explícitos entre las partes. Esta colusión tácita es una consecuencia de un proceso repetitivo a través del cual las GENCOs aprenden a coordinar sus estrategias para maximizar sus beneficios.

Por otro lado, están los juegos no cooperativos que permiten analizar la interacción racional e inteligente de los jugadores en su intento de maximizar sus respectivas ganancias. En este contexto, se dice que una estrategia es óptima cuando ésta confluye al equilibrio de Nash. Las principales formas de juegos no cooperativos son los modelos de Bertrand, Cournot, Stackelberg, funciones de oferta y variación conjetural.

Cuando los agentes ofertan a un precio único, el producto es homogéneo y no hay restricciones de capacidad, el modelo de Bertrand equivale a un modelo de competencia perfecta (precio igual a costos marginales) [35]. Por esta razón, y tomando en cuenta las consideraciones emitidas en [36], donde se indica que el modelo de Bertrand podría corresponder a un caso de la competencia perfecta, el análisis del presente estudio no recaba información sobre el presente tipo de juego.

Algunos resultados teóricos del modelo de Cournot aplicado a mercados eléctricos de corto plazo, así como también una revisión bibliográfica sucinta puede verse en [37]. Asimismo, en [38] y de manera concisa se detallan los primeros análisis de: poder de mercado (en California, Inglaterra-Gales, Noruega, Ontario y Nueva Zelanda), coordinación hidro-térmica, consideración de la red de transmisión y el análisis de riesgo. Bajo esta premisa, a continuación se citan estudios recientes. La disponibilidad de la producción y la incertidumbre de la demanda se analiza en [39], cuyo modelo estocástico no considera la red de transporte. En cambio, en [40] a través de programación cuadrática modela la interacción estratégica de ciertos agentes, considerando la influencia de las redes de transporte. Este estudio es aplicado al sistema de Europa Central y los resultados muestran que el precio nodal no sólo depende de su competitividad, sino de los flujos de potencia de la red; también ilustran que la competitividad puede variar debido al efecto de las interconexiones. En un mercado de energía mediante un OPF-DC se presenta un estudio sobre el poder de mercado en la Interconexión oriental de Estados Unidos [41], analizando el poder de mercado como un problema de optimización cuya concentración de mercado es evaluado a través del índice HHI (Hirschmann-Herfindahl). En esta modelación la tasa de salida forzada de los generadores es modelada mediante factores que reducen la capacidad de producción, los intercambios de energía son flujos fijos de importación netos y la red de transporte es considerada mediante los factores de distribución. En [42] se modela la producción hidro-térmica, la red de transmisión, así como también se consideran las restricciones de acoplamiento de las unidades hidroeléctricas, formulando un problema de optimización cuadrática. En [43] incertidumbres como la disponibilidad de las unidades de producción y el costo de los combustibles son consideradas en el modelo de programación cuadrática para determinar el equilibrio de Cournot. En el mercado de energía del sur de Australia, [44] analiza el efecto de la variabilidad de la producción eólica en los precios de electricidad, lo cual causa una volatilidad del precio significante. Su modelo de Cournot, formulado como un problema de optimización cuadrático, considera la red de transporte y la disponibilidad del viento como una incertidumbre.

Hasta aquí las propuestas analizadas consideran a las variables estratégicas, precio o producción, de manera exógena; sin embargo, existen propuestas interesantes respecto de que dichas variables sean obtenidas de manera endógena. Esto se logra mediante el modelo de Stackelberg, adecuado para representar proceso de toma de decisiones jerárquicas que usualmente se formula como modelos MPEC (Mathematical Programs with Equilibrium Constraints) [45] [46] [47] [48]. En este sentido, se citan investigaciones recientes: En [46] se presentan un modelo de estrategia de oferta para un mercado day-ahead considerando incertidumbres de: ofertas de productores rivales y demanda del sistema. Permite representar la capacidad de las líneas de transmisión y también modelar el unit commitment. Bajo esta perspectiva, los autores de [49] presentan un modelo y aplicación similar pero sin considerar la capacidad de las líneas de transmisión y la programación de unidades de generación. Asimismo, [47] [50] establecen un modelo orientado a un mercado DA cuya estrategia de oferta se determina mediante la resolución de un problema estocástico multi periodo de dos niveles, formulado como un problema lineal entero mixto que considera la red de transporte y toma en cuenta la incertidumbre de la demanda y las estrategias de los productores rivales. Se destaca la resolución de un OPF-DC y la obtención endógena de precios y cantidad a ofertar. También existen propuestas recientes [51] [52] que empleando técnicas metaheurísticas resuelven problemas similares a los citados.

Uno de los pocos trabajo en mercados futuros es [53], estudio que analiza desde la perspectiva de una distribuidora, tomando en cuenta la demanda de los clientes como incertidumbre latente; su principal aporte es la consideración de la valoración condicional del riesgo.

Según la síntesis de [38], cuando el problema es muy complejo los modelos de simulación son una alternativa a los modelos de equilibrio ya que típicamente representan la dinámica de las estrategias de decisión de los agentes mediantes reglas secuenciales, abarcando desde la programación de unidades de generación hasta la determinación de curvas de oferta, las cuales incluyen una reacción a las ofertas presentadas por los competidores. Este enfoque de simulación reside en la flexibilidad que provee su implementación a casi cualquier tipo de comportamiento estratégico; sin embargo, esta libertad demanda que las hipótesis involucradas sean teóricamente justificadas. Entre los modelos de simulación se destacan las técnicas basadas en programación geométrica y los algoritmos de aprendizaje, tales como algoritmos genéticos, e-learning, algoritmos de adaptación y colonias de hormigas. El lector interesado en el análisis de estas técnicas puede revisar [30, 34]. No obstante, a continuación se presentan ciertos estudios que se enmarcan con el objeto del presente documento; es decir, en [54-56] se emplean modelos simulativos desde un enfoque determinista y sin considerar la red de transporte, en donde la variable estratégica resulta ser un parámetro de entrada. Desde esta perspectiva, pero considerando la red de transmisión, están aportes como de [57, 58]. Por otra parte, también están modelos con enfoques probabilistas, derivándose aquellos que no contemplan la red de transmisión [59-61] y otros que si lo hacen [62].

3. TAXONOMÍA DE LAS ESTRATEGIAS DE OFERTA

Para articular lo expuesto en la sección anterior y sobre la base del análisis expuesto en [35, 38, 63, 64], se formulan los siguientes criterios de clasificación: a) *Proceso de cierre del mercado (PCM)*.- Se basa en los modelos de optimización del mercado regional; es decir, centralizado cuando la optimización se lleva a cabo por un operador y coordinado ante la interacción de operadores. b) *Modelos de Equilibrio (ME)*.- Representan el comportamiento de los agentes del mercado basado en juegos sistémicos para analizar estrategias racionales de oferta en mercados eléctricos y pueden ser simultáneos (Bertrand, Cournot, CSF y SFE) o secuenciales (Stackelberg). c) *Cálculo de la Variable Estratégica (VE) endógena o exógena*.- Se refiere a la etapa en la que se lleva a cabo el cálculo de la variable estratégica, siendo ésta exógena cuando es un parámetro de entrada al modelo o endógena cuando resulta del problema. d) *Consideración de la red*.- Toma en cuenta las restricciones de la red durante la determinación de estrategias. e) *Modelación de incertidumbre*.- La operación de los sistemas eléctricos está influenciada de variables estocásticas: fallas de equipos, disponibilidad de recursos renovables (aportes hídricos, viento, etc.), pronóstico de la demanda, precios de ofertas, entre otros. Los modelos pueden ser probabilistas (incertidumbre modelada a través de distribuciones de probabilidad) y deterministas (cuando se considera el valor esperado de las variables mencionadas). f) *Modelos de Simulación*.- Son una alternativa a los modelos de equilibrio cuando el problema en consideración es demasiado complejo a ser direccionado dentro de un marco de referencia formal de equilibrio. Considerando los criterios mencionados, en la Fig. 4.1 se presenta un árbol de clasificación a fin de definir un conjunto de casos posibles en donde se engloban las prácticas actuales y las propuestas que existen en la literatura. Si bien en dicha figura se considera el proceso de cierre de mercado de forma coordinada, se debe indicar que a la fecha la información disponible no emite ningún modelo de estrategia para este esquema.

4. CLASIFICACIÓN DE MERCADOS REGIONALES

Acorde el análisis expuesto en el inciso 2.1 y según los criterios definidos en la sección 3, se conjetura la Tabla I que agrupa los mercados eléctricos regionales con sus particulares características.

TABLA I MODELOS DE ESTRATEGIAS DE MERCADOS REGIONALES

Mercado Regional	PCM	VE	ME	Cálculo de VE	Con red/ Sin red	Mod. de incertidumbre
CA-EEUU	Coordinado Centralizado	Producción Precio	Simultáneo	Exógeno	Con Red Sin Red	Determinista Probabilista
EEUU-MX	Coordinado	Precio Producción	Simultáneo	Exógeno	Sin Red	Determinista
MER	Coordinado	Producción	Simultáneo	Exógeno	Sin Red	Determinista
CAN	Bilateral	Precio	Simultáneo	Exógeno	Sin Red	Determinista
MERCOSUR	Coordinado	Producción	Simultáneo	Exógeno	Con Red	Determinista
Unión Europea	Coordinado	Precio	Simultáneo	Exógeno	Con Red Sin Red	Determinista Probabilista
Australia	Centralizado Coordinado	Precio	Simultáneo	Exógeno	Con Red	Determinista Probabilista

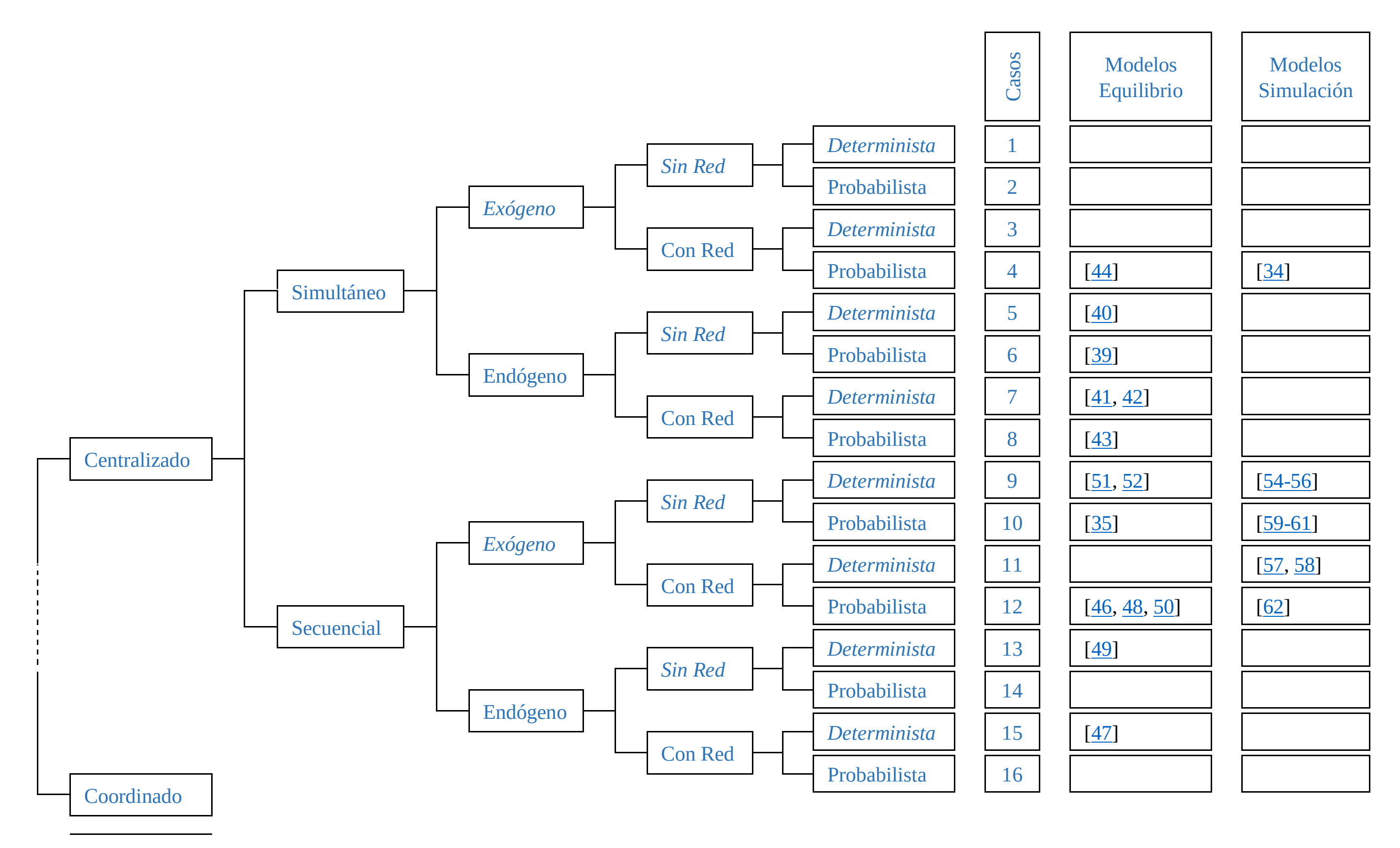


Fig. 4.1 Árbol de clasificación de los modelos

5. CONCLUSIONES

Se ha plasmado una síntesis de las interconexiones regionales de América, Europa y Australia, mostrando la normativa que sostiene y fomenta la actividad comercial entre naciones, así como también, desde una perspectiva de comportamiento estratégico, se presentan los modelos de mercado que caracterizan a los sistemas que operan interconectados y las más recientes propuestas de oferta.

Para articular las diferentes prácticas actuales de los modelos de oferta se establecieron criterios que son relevantes en la determinación de los valores de aquellas variables estratégicas que interactúan con los algoritmos de cierre del mercado. Tales criterios permiten derivar un árbol de clasificación que engloba un espectro de posibilidades, ya sea utilizando teoría de juegos o modelos de simulación.

La mayoría de los modelos expuestos de los mercados regionales confluyen a un comportamiento en donde el cálculo de la variable estratégica se hace de manera exógena. De ahí que, desde la opinión de los autores de este trabajo, la tendencia se orienta hacia modelos de oferta en donde el proceso de cierre de mercado sea descentralizado y el cálculo de la variable estratégica sea endógena.

Es posible concluir que los modelos de estrategia en un contexto regional debieran permitir establecer los mínimos beneficios a ser obtenidos para cada uno de los sistemas, en donde la capacidad limitada de las interconexiones y la naturaleza de las variables estocásticas presentan un desafío a la modelación del problema.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] P.-O. Pineau, A. Hira, and K. Froschauer, "Measuring international electricity integration: a comparative study of the power systems under the Nordic Council, MERCOSUR, and NAFTA," *Energy Policy*, vol. 32, pp. 1457-1475, 9// 2004.

[2] C. E. Association, "The Integrated Electric Grid: Maximizing Benefits in an Evolving Energy Landscape," 2013.

[3] *BC - US Interconnection*, BC-Hydro SOO 7T-18, 2014.

[4] *Northwest Power Pool Processes*, NWPP, 2014.

[5] *Alberta's Electricity Policy Framewok: Competitive - Reliable - Sustainable*, A. D. o. Energy, 2005.

[6] "The Manitoba Hydro System, Interconnections and Export Markets," Manitoba Hydro2013.
[7] *Market Operations 4.2: Submission of Dispatch Data in the Real-Time Energy and Operating Reserve Markets*, ieso MDP_PRO_0027, 2014.
[8] *Balancing Authority Operating Procedure,* MISO RTO-OP-044-r8, 2014.
[9] *SCHEDULING AND DISPATCH OF EXTERNAL TRANSACTIONS,* ISO-NE Procedure No. 9, 2014.
[10] *Transmission and Dispatching Operations Manual*, NYISO Manual 12, 2012.
[11] *Transmission, Markets and Services Tariff: ATTACHMENT F-COORDINATION AGREEMENTS*, I. N. E. Inc., 2010.
[12] F. o. A. Scientists. (2014). *Canada-U.S. Relations*. Available: http://fas.org/sgp/crs/row/96-397.pdf
[13] A. Sopinka and G. C. van Kooten, "Is BC a Net Power Importer or Exporter," Department of Economics Working Paper. 24pp2012.
[14] S. Healey, "Peak to Peak: A Primer on Electricity Pricing in BC," Pacific Institute for Climate Solutions, University of Victoria, Victoria, BC, CAN2010.
[15] M. C. Moore and J. Winter, "The Role of Interties in the Alberta Market," Independent Power Producers Society of Alberta2011.
[16] *Review of Ontario Interties,* ieso, 2014.
[17] *Open Access Transmission Tariff,* SAKSPOWER, 2011.
[18] *Rate Application,* SAKSPOWER, 2011.
[19] *Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027,* SENER, 2013.
[20] *Tariff Amendment to Implement Modeling Enhancements,* CAISO ER14-2017-000, 2014.
[21] M. A. Avila Rosales and H. G. Sarmiento, "Integrating the Electricity Markets in United States, Mexico and Central America," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, 2010.
[22] *Reglamento del Mercado Eléctrico Regional,* CRIE, 2005.
[23] *Conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003*, European-Parliament and Council-EU Regulation (EC) No 714/2009, 2009.
[24] M. Ibarburu, "Experiencia del comercio internacional de electricidad en la Unión Europea," 2007.
[25] L. Parisio and B. Bosco, "Electricity prices and cross-border trade: Volume and strategy effects," *Energy Economics,* vol. 30, pp. 1760-1775, 7// 2008.
[26] K. Imran and I. Kockar, "A technical comparison of wholesale electricity markets in North America and Europe," *Electric Power Systems Research*, vol. 108, pp. 59-67, 3// 2014.
[27] *National Electricity Rules Version 65,* AEMC, 2014.
[28] A. Moran and R. Sood, "Chapter 19 - Evolution of Australia's National Electricity Market," in *Evolution of Global Electricity Markets*, F. P. Sioshansi, Ed., ed Boston: Academic Press, 2013, pp. 571-614.
[29] R. Nepal and J. Foster, "Testing for Market Integration in the Australian National Electricity Market," School of Economics, University of Queensland, Australia2013.
[30] M. Prabavathi and R. Gnanadass, "Energy bidding strategies for restructured electricity market," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems,* vol. 64, pp. 956-966, 1// 2015.
[31] M. Ibarburu and X. García de Soria, "Modelos Teóricos sobre el Comercio Internacional de Electricidad," 2007.
[32] C. Gao, E. Bompard, R. Napoli, Q. Wan, and J. Zhou, "Bidding strategy with forecast technology based on support vector machine in the electricity market," *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications,* vol. 387, pp. 3874-3881, 6/15/ 2008.
[33] E. A. R. Hasan, "Strategic Genco offers in electric energy markets cleared by merit order," Doctor of Philosophy PhD Thesis, Department of Electrical and Computer Engineering, McGill University, 2008.
[34] P. Frezzi, "Assessment of short-term strategic behavior in electricity markets," Tesis Doctoral, Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, 2008.
[35] D. Pozo Cámara, "Stochastic bilevel games applications in electricity markets," Tesis Doctoral, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Automática y Comunicaciones, Universidad de Castilla-La Mancha, 2012.

[36] E. Bompard, Y. C. Ma, R. Napoli, G. Gross, and T. Guler, "Comparative analysis of game theory models for assessing the performances of network constrained electricity markets," *Generation, Transmission & Distribution, IET,* vol. 4, pp. 386-399, 2010.
[37] C. Ruiz, A. J. Conejo, and R. García-Bertrand, "Some analytical results pertaining to Cournot models for short-term electricity markets," *Electric Power Systems Research,* vol. 78, pp. 1672-1678, 10// 2008.
[38] M. Ventosa, Á. Baíllo, A. Ramos, and M. Rivier, "Electricity market modeling trends," *Energy Policy,* vol. 33, pp. 897-913, 5// 2005.
[39] J. Valenzuela and M. Mazumdar, "Cournot Prices Considering Generator Availability and Demand Uncertainty," *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 22, pp. 116-125, 2007.
[40] J. Barquin and M. Vazquez, "Cournot Equilibrium Calculation in Power Networks: An Optimization Approach With Price Response Computation," *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 23, pp. 317-326, 2008.
[41] U. Helman and B. F. Hobbs, "Large-Scale Market Power Modeling: Analysis of the U.S. Eastern Interconnection and Regulatory Applications," *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 25, pp. 1434-1448, 2010.
[42] J. P. Molina, J. M. Zolezzi, J. Contreras, H. Rudnick, and M. J. Reveco, "Nash-Cournot Equilibria in Hydrothermal Electricity Markets," *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 26, pp. 1089-1101, 2011.
[43] P. Siriruk and J. Valenzuela, "Cournot Equilibrium Considering Unit Outages and Fuel Cost Uncertainty," *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 26, pp. 747-754, 2011.
[44] D. Chattopadhyay and T. Alpcan, "A Game-Theoretic Analysis of Wind Generation Variability on Electricity Markets," *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 29, pp. 2069-2077, 2014.
[45] B. F. Hobbs, C. B. Metzler, and J. S. Pang, "Strategic gaming analysis for electric power systems: an MPEC approach," *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 15, pp. 638-645, 2000.
[46] M. V. Pereira, S. Granville, M. H. C. Fampa, R. Dix, and L. A. Barroso, "Strategic bidding under uncertainty: a binary expansion approach," *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 20, pp. 180-188, 2005.
[47] C. Ruiz and A. J. Conejo, "Pool Strategy of a Producer With Endogenous Formation of Locational Marginal Prices," *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 24, pp. 1855-1866, 2009.
[48] J. D. Weber and T. J. Overbye, "A two-level optimization problem for analysis of market bidding strategies," in *Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. IEEE*, 1999, pp. 682-687 vol.2.
[49] M. Fampa, L. Barroso, D. Candal, and L. Simonetti, "Bilevel optimization applied to strategic pricing in competitive electricity markets," *Computational Optimization and Applications,* vol. 39, pp. 121-142, 2008.
[50] D. Pozo and J. Contreras, "Finding Multiple Nash Equilibria in Pool-Based Markets: A Stochastic EPEC Approach," *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 26, pp. 1744-1752, 2011.
[51] G. Zhang, G. Zhang, Y. Gao, and J. Lu, "A Fuzzy Bilevel Model and a PSO-Based Algorithm for Day-Ahead Electricity Market Strategy Making," in *Knowledge-Based and Intelligent Information and Engineering Systems*. vol. 5712, J. Velásquez, S. Ríos, R. Howlett, and L. Jain, Eds., ed: Springer Berlin Heidelberg, 2009, pp. 736-744.
[52] J. Lu, G. Zhang, Y. Gao, and G. Zhang, "A Bilevel Optimization Model and a PSO-based Algorithm in Day-ahead Electricity Markets," 2009.
[53] Carrio, x, M. n, J. M. Arroyo, and A. J. Conejo, "A Bilevel Stochastic Programming Approach for Retailer Futures Market Trading," *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 24, pp. 1446-1456, 2009.
[54] K. Fekete, S. Nikolovski, D. Puzak, G. Slipac, and H. Keko, "Agent-based modelling application possibilities for Croatian electricity market simulation," in *Electricity Market, 2008. EEM 2008. 5th International Conference on European*, 2008, pp. 1-6.
[55] Knez, x030C, evic, x, G., K. Fekete, *et al.*, "Applying agent-based modeling to Electricity Market simulation," in *MIPRO, 2010 Proceedings of the 33rd International Convention*, 2010, pp. 647-652.
[56] V. H. Pakka, B. M. Ardestani, and R. M. Rylatt, "Agent-based modelling of the UK short term electricity market: Effects of intermittent wind power," in *European Energy Market (EEM), 2012 9th International Conference on the*, 2012, pp. 1-8.

[57] M. A. Rastegar, E. Guerci, and S. Cincotti, "Agent-based model of the Italian wholesale electricity market," in *Energy Market, 2009. EEM 2009. 6th International Conference on the European*, 2009, pp. 1-7.

[58] A. Y. F. Lau, D. Srinivasan, and T. Reindl, "A reinforcement learning algorithm developed to model GenCo strategic bidding behavior in multidimensional and continuous state and action spaces," in *Adaptive Dynamic Programming And Reinforcement Learning (ADPRL), 2013 IEEE Symposium on*, 2013, pp. 116-123.

[59] A. Bublitz, M. Genoese, and W. Fichtner, "An agent-based model of the German electricity market with short-time uncertainty factors," in *European Energy Market (EEM), 2014 11th International Conference on the*, 2014, pp. 1-5.

[60] L. A. Wehinger, M. D. Galus, and G. Andersson, "Agent-based simulator for the German electricity wholesale market including wind power generation and widescale PHEV adoption," in *Energy Market (EEM), 2010 7th International Conference on the European*, 2010, pp. 1-6.

[61] I. Watanabe, N. Yamaguchi, T. Shiina, and I. Kurihara, "Agent-based simulation model of electricity market with stochastic unit commitment," in *Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2004 International Conference on*, 2004, pp. 403-408.

[62] S. Beer, "A formal model for agent-based Coalition Formation in Electricity Markets," in *Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE), 2013 4th IEEE/PES*, 2013, pp. 1-5.

[63] C. Ruiz, "Strategic Offering and Equilibria in Electricity Markets with Stepwise Supply Functions," Tesis Doctoral, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Automática y Comunicaciones, Universidad de Castilla-La Mancha, 2012.

[64] J. Y. Guevara Cedeño, "Modelización y simulación de la acción de los agentes en los mercados eléctricos," Tesis Doctoral, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas-Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2012.

7. APÉNDICES

TABLA A- I INTERCONEXIONES CANADÁ - ESTADOS UNIDOS

Desde Canadá	Hacia EEUU	Nivel Tensión (kV)	ATC (MW)	Transacción	MCP	Sistema
[1]British Columbia	[a]Washington	500(2), 230(2)	3150 (-2000)	AB, Spot	Coordinado	[1] British Columbia Hydro (BC Hydro) [2] Alberta Electric System Operator (AESO) 3 SASKPOWER [4] Manitoba Hydro Electric Energy and Natural Gas (Manitoba Hydro) [5] Independent Electricity System Operator (IESO) [6] Hydro-Québec [7] NB Power [a,b] Northwest Power Pool (NWPP) [c,d,e] Midcontinent Independent System Operator (MISO) [f] New York Independent System Operator (NYISO) [g,h] Independent System Operator New England (ISO-NE)
[2]Alberta	[b]Montana	230(1)	325 (-300)	AB, Spot	Coordinado	
[3]Saskatchewan	[c]North Dakota	230(1)	105 (-140)		Coordinado	
[4]Manitoba	[c]North Dakota [d]Minnesota	500(1) 230(3)	1950 (-700)	DA, Spot, RT	Centralizado	
[5]Ontario	[d]Minnesota [e]Michigan [f]New York	345(2) 230(8) 115(4) 69(3)	2650 (-2200)	DA, Spot, RT	Coordinado	
[6]Québec	[f]New York [g]Vermont	765(1) 450(1) 120(3)	4274 (-3270)	AB, DA, RT	Coordinado	
[7]New Brunswick	[h]Maine	345(2) 138(1) 69(2)	3400	AB	Coordinado	

TABLA A- II INTERCONEXIONES ESTADOS UNIDOS - MÉXICO

Desde México	Hacia EEUU	Nivel Tensión (kV)	Capacidad (MW)	Interconexión	Transacción	MCP	Sistema
[a]Tijuana	[x]Miguel	230	800	Síncrona/ Permanente	DA, Spot, RT	Coordinado	[a] CFE: Área Baja California [b] CFE: Área Norte [c] CFE: Área Noroeste [x] California Independent System Operator (CAISO) [y] El Paso Electric Company (EPE) [z] Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)
[a]La Rosita	[x]Imperial Valley						
[b]Rivereña	[y]El Paso	115	200	Síncrona/ Emergencia	Reserva		
[b]Insurgentes	[y]Diablo						
[c]Piedras Negras	[z]Eagle Pass	138	36	Asíncrona/ Emergencia	Reserva		
[c]Nuevo Laredo	[z]Laredo	230	100	Síncrona/ Permanente	DA, spot, RT		
[c]Falcón	[z]Falcon	138	50	Emergencia	Reserva		
[c]Reynosa	[z]Planta Frontera		150	Emergencia			
	[z]Sharyland		150	Asíncrona/ Permanente	DA, spot, RT		
[c]Matamoros	[z]Military Highway	69	105	Emergencia	Reserva		
[c]Matamoros	[z]Brownsville	138					

TABLA A- III INTERCONEXIONES DE SURAMÉRICA

Desde	Hacia	Nivel Tensión (kV)	Capacidad (MW)	Interconexión	Transacción	MCP
Colombia	Venezuela	230(2) 115	150 30/80	Síncrona	CFP, Spot-VCMG	Bilateral
Colombia	Ecuador	230(2) 138(1)	525 35/113	Síncrona	Spot-DEC	
Ecuador	Perú	230	110	Síncrona/Emergencia		
Venezuela	Brasil	230/400	200	Síncrona	CFP-E	
Brasil	Uruguay	230/150	70	Asíncrona	Spot-VCMG	Coordinado
Brasil	Paraguay	500/220 220/138	14000 50		CFP	
Brasil	Argentina	500 132/230	2200 50	Asíncrona	CFP-E, Spot-VCMG	
Argentina	Uruguay	500 132/150 500	1890 100 1386	Síncrona	CFP-E, Spot-RIR, Spot-VCMG*	
Argentina	Paraguay	220/132 132/220 500	30 80/90 3200	Síncrona	Spot	
Argentina	Chile	345	633	Síncrona	CFP	
*Comercio de potencia y energía de emergencia.						

TABLA A- IV INTERCONEXIONES DE AUSTRALIA

Desde	Hacia	Capacidad (MW)	Tecnología	Regulado/ Comercial	MCP	Interconnector
Queensland	Nueva Gales del Sur	1078 (-700)	AC	Regulado	Centralizado/ Coordinado	QNI
Queensland	Nueva Gales del Sur	200	DC	Regulado		Directlink
Victoria	Nueva Gales del Sur		AC	Regulado		Vic-NSW
Tasmania	Victoria	600 (-480)	DC	Comercial		Basslink
Victoria	South Australia	460 (-460)	AC	Regulado		Heywood
Victoria	South Australia	220	DC	Regulado		Murraylink